



INFORME INFRA-ESTRUTURA


BNDES FINAME
BNDESPAR

ÁREA DE PROJETOS DE INFRA-ESTRUTURA

AGOSTO/99

Nº 37

A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Ao longo dos últimos 28 anos a eletricidade conquistou marcante preponderância na matriz brasileira de consumo final de energia, sendo atualmente o principal energético consumido no Brasil. Em 1998, representou 39% de toda a energia consumida no País, seguida dos derivados de petróleo (óleo diesel, óleo combustível e gasolina) com 23,9%.

CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FONTE – %

FONTE	1970	1980	1990	1997	1998
Total – 10 ³ tep	69.166	127.702	169.418	221.595	228.288
Óleo Diesel	7,6	12,1	12,0	12,1	12,3
Óleo Combustível	9,4	12,5	5,6	5,4	5,2
Gasolina	10,5	6,8	4,3	6,3	6,4
Gás Natural	0,1	0,7	1,8	2,2	2,2
Eletricidade	16,6	27,9	37,3	38,6	39,0
Carvão Mineral	2,4	3,7	4,5	4,6	4,5
Lenha e Carvão Vegetal	42,7	20,2	12,6	7,7	7,5
Álcool	0,4	1,3	3,6	3,3	3,1
Outras	10,2	15,1	18,2	19,8	19,8

Fonte: Balanço Energético Nacional – Sinopse – 1999.

Apesar da queda do nível de atividade econômica no Brasil em 1998, quando o PIB apresentou uma retração de 0,12%, o consumo global de energia manteve-se em ascensão ao registrar taxa de crescimento de 3% em relação a 1997.

Confirmando a tendência dos últimos anos, os energéticos que tiveram maior aumento de consumo em 1998 foram a eletricidade – nos segmentos residencial e comercial com crescimento de 7,1% e 8,9%, respectivamente – a gasolina (5,1%), o querosene de aviação (10,6%) e o óleo diesel (5,4%).

No período de 1990 a 1998, enquanto o PIB cresceu em média 2,6% ao ano, o consumo final de energia aumentou 3,8% ao ano e o de energia elétrica 4,4% ao ano.

A prevalência do consumo de eletricidade na matriz energética brasileira, combinada com a opção pela hidroeletricidade e o tamanho do mercado consumidor de energia, faz com que o País possua o 10º maior parque instalado de geração do mundo e o 3º maior parque hidroelétrico¹.

Em dezembro/98, a capacidade total instalada de geração no País alcançou 61.219 MW², assim distribuída:

(i) **Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste:** capacidade instalada de 44.399 MW, incluindo 6.300 MW correspondente à parte brasileira da Usina de Itaipu, e composto por 194 usinas hidrelétricas (40.818 MW) e 25 termoeletricas (3.581 MW). A capacidade deste subsistema representa 73% do total instalado no País e possui ainda um potencial hidroelétrico a explorar já inventariado da ordem de 45.000 MW;

(ii) **Sistema Interligado Norte/Nordeste:** capacidade instalada de 14.686 MW; constituído por 17 usinas hidroelétricas (14.387 MW) e 3 termoeletricas (299 MW); neste subsistema a capacidade instalada representa 24% do parque gerador nacional; a região atendida dispõe ainda de um potencial hidroelétrico a explorar já inventariado de cerca de 61.000 MW;

(iii) **Sistemas Isolados:** responsáveis pelo atendimento a mais de 300 localidades do interior, em sua maior parte situadas na Região Norte, somam um parque gerador de 2.134 MW – 582 MW em usinas hidroelétricas e 1.552 MW em termoeletricas – em sua maioria utilizando óleo diesel como combustível.

Durante o ano de 1998, segundo informações do SIESE³, foram acrescentados 2.237,4 MW à capacidade instalada de geração. Os principais projetos concluídos no ano foram a UHE Serra da Mesa – GO (1.290 MW), a UHE Miranda – MG (390 MW) e UHE Três Irmãos – SP com 162 MW.

Além disso, foram licitados pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – 6 novos empreendimentos hidroelétricos, que totalizam 1.996 MW, conforme quadro a seguir.

Além dos investimentos em geração, em 1998 foram adicionados ao sistema 3.569 km de novas linhas de transmissão com tensões entre 69 kV e 750 kV. Ressalte-se o término da implantação da LT Imperatriz (MA)/Samanbaia (DF) – usualmente denominada Linhão Norte-Sul – que efetuará a interligação dos subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Esta LT de 500 kV e 1.280 km de extensão possibilitará

De 1990 a 1998, enquanto o PIB cresceu 2,6% a.a., o consumo de energia elétrica cresceu 4,4% a.a..

¹Os dois primeiros são EUA e Canadá.

²Não inclui autoprodutores.

³SIESE – Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica.

LICITAÇÕES ANEEL – 1998

Usina	Localização	Potência MW	Empreendedor
Santa Clara	BA	60	Queiroz Galvão
Ponte de Pedra	MT/MS	176	Inepar/Servix/Cigla/Constran
Campos Novos	SC	880	Consórcio Campos Novos
Piraju	SP/PR	70	CBA
Irapé	MG	360	Cemig
Itapebi	BA	450	Coelba/Guaraniana
Total	–	1.996	–

Fonte: ANEEL – Sinopse Jun/99.

o intercâmbio de 600 MW médios anuais entre os dois subsistemas. O projeto disponibilizará uma energia adicional ao custo de aproximadamente US\$ 15 por MWh, energia esta que antes da interligação era não aproveitada.

COMPORTAMENTO DO MERCADO – 1998

Em 1998, a energia disponível – geração bruta dos concessionários mais recebimento de autoprodutores mais importação da energia de Itaipu – atingiu 341.828 GWh e representou um aumento de 3,5% em relação a 1997. Por outro lado, o consumo total de energia elétrica, inclusive energia interruptível, alcançou 287.392 GWh, com crescimento de 4,1% em relação ao ano anterior.

CONSUMO POR CLASSE – GWh

Classes	1997	%	1998	%	Δ%
Residencial	74.071	26,8	79.353	27,6	7,1
Industrial	124.645	45,1	124.699	43,4	0,0
Comercial	38.180	13,8	41.573	14,5	8,9
Outros	39.290	14,2	41.767	14,5	6,3
Brasil	276.186	100,0	287.392	100,0	4,1

Fonte: Boletim SIESE 1998.

Repetindo o comportamento dos últimos anos, o consumo das classes residencial e comercial, ainda que com pequena diminuição em relação a 1997, expandiu-se a taxas elevadas e superiores à do crescimento do consumo total. No segmento residencial um fator relevante para a aceleração do consumo tem sido o aumento da economia informal, que transfere para as residências algumas atividades, antes consignadas nos segmentos industrial ou comercial, como pequenos escritórios e oficinas de prestação de serviços. No comércio, o aumento do consumo de energia elétrica esteve vinculado à expansão de *shopping centers*, à modernização dos serviços em geral e à ampliação do horário de funcionamento.

Ao contrário, o consumo industrial que, em 1997, havia experimentado uma sensível recuperação, em 1998, manteve-se praticamente no mesmo patamar do ano anterior, como consequência da redução da atividade econômica verificada nos dois últimos trimestres do ano.

Em relação à participação do consumo por regiões, o Nordeste apresentou maior taxa de crescimento, elevando sua participação no mercado total de 15,8% para 16,3%. Enquanto isso, a região de maior consumo do País – o Sudeste – apresentou a menor taxa de expansão, registrando queda significativa em relação a 1997, o que fez reduzir ligeiramente sua fatia no consumo total do País. Na Região Norte, o fraco desempenho da classe industrial repercutiu negativamente nos índices de crescimento, a despeito do bom desempenho das classes residencial e comercial. Por sua vez, a Região Centro-Oeste apresentou a segunda maior taxa de crescimento de consumo, alavancado pela expansão elevada dos segmentos comercial, residencial e outros.

CONSUMO POR REGIÃO – GWh

Região	1997	%	1998	%	Δ%
Sul	42.015	15,2	43.937	15,3	4,6
Sudeste	162.232	58,7	167.056	58,1	3,0
Centro-Oeste	13.871	5,0	14.806	5,2	6,7
Nordeste	43.627	15,8	46.823	16,3	7,3
Norte	14.441	5,2	14.770	5,1	2,3
Brasil	276.186	100,0	287.392	100,0	4,1

Fonte: Boletim SIESE 1998.

PERSPECTIVAS

Com a previsão de que o consumo de energia elétrica crescerá, nos próximos dez anos, à taxa média de 4,7% ao ano, o planejamento indicativo do setor elétrico – Plano Decenal de Expansão 1999/2008 – projeta a necessidade de expansão da capacidade instalada de geração do País para 104.666 MW em 2008, o que representará um acréscimo de 71% ao parque gerador existente em 1998, de 61.219 MW.

ACRÉSCIMOS DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO 1999/2008

Sistema	Hidro MW	%	Termo MW	%	Total MW	%
S/SE/CO	20.570	71	11.071	76	31.641	73
N/NE	8.309	29	1.932	13	10.241	23
ISOLADOS	–	–	1.565	11	1.565	4
Total Brasil	28.879	100	14.568	100	43.447	100

Mesmo admitindo-se que o cronograma de implantação desses acréscimos de capacidade venha a ser rigorosamente cumprido, as projeções anunciam a possibilidade de ocorrência de anos críticos, em especial para o Sistema Interligado S/SE/CO, quando o risco de déficit de fornecimento será superior ao limite de 5% considerado compatível a um sistema elétrico tal como o brasileiro, preponderantemente hidráulico.

Conforme se observa do quadro a seguir, o período crítico para a operação dos sistemas interligados, especialmente nas Regiões Sudeste

RISCOS DE DÉFICIT DE ENERGIA (%)

Ano	Sul	SE/CO	Norte	Nordeste
1999	5,8	5,4	1,4	2,4
2000	9,9	9,8	4,7	5,1
2001	4,0	6,4	4,0	4,7
2002	2,1	3,0	3,0	2,9
2003	0,9	1,5	2,0	2,0
2004	1,1	1,6	2,1	2,0
2005	1,2	1,8	2,3	2,6
2006	0,7	1,5	2,1	3,2
2007	0,8	1,1	2,1	2,9
2008	0,9	1,6	2,6	4,1

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 – GCPS.

Obs.: Riscos anuais de déficit de energia maiores que 5% do mercado.

e Centro-Oeste, se estende até 2001. Isto significa dizer que qualquer adiamento nos investimentos programados, que resulte na postergação das datas de início de operação destas usinas, representará uma acentuação desses riscos de déficit. Neste período deverão ser agregados ao sistema 10.728,4 MW, que demandarão cerca de R\$ 11,4 bilhões.

USINAS DOS SISTEMAS INTERLIGADOS COM OPERAÇÃO PREVISTA ATÉ 2003 – MW

Ano	Hidro	Termo	Total	%	Total Acumulado	% Acumulado
1999	2.254,2	1.389,0	3.643,2	20,8	3.643,2	20,8
2000	1.080,3	970,0	2.050,3	11,7	5.693,5	32,5
2001	2.199,9	2.835,0	5.034,9	28,7	10.728,4	61,2
2002	3.677,3	851,0	4.528,3	25,8	15.256,7	87,0
2003	1.479,2	800,0	2.279,2	13,0	17.535,9	100,0
Total	10.690,9	6.845,0	17.535,9	100,0	–	–

Ao se analisar o comportamento das taxas de expansão do setor elétrico brasileiro, verifica-se que, enquanto na década de 70 o ritmo de aumento da capacidade instalada de geração obedeceu à taxa média de 11,8% ao ano, na década de 80 baixou para 4,1% ao ano, reduzindo-se ainda mais nos anos 90, quando situou-se em 2,6% ao ano.

Essa progressiva redução dos investimentos, especialmente nos últimos 5 anos, se refletiu no paulatino aumento do fator de utilização do sistema elétrico já instalado, que hoje opera próximo a seu limite de capacidade.

Ademais, as características do sistema elétrico brasileiro o tornam muito dependente do regime de chuvas, exigindo portanto a existência de reservas de acumulação de água para fazer frente às variações de consumo. Quando o sistema não conta com esta reserva e se depara com períodos hidrológicamente desfavoráveis, fica vulnerável a qualquer variação de consumo, deixando de acompanhar as exigências de crescimento do mercado.

O atraso na ampliação do parque gerador e na expansão da malha de transmissão, associado

ao crescimento do consumo e a períodos de hidrologia nem sempre favoráveis, fez com que, a partir de meados da década de 90, se estreitasse, ano a ano, a margem de segurança de operação do sistema, em especial nos horários de ponta de consumo.

Sinais claros de que o setor opera atualmente em seu limite de capacidade são evidenciados (i) pela operação das usinas termoeletricas na base da curva de consumo, (ii) pela recente edição da Resolução ANEEL Nº 268/99, que estabelece diretrizes para redução voluntária do consumo industrial nos horários de ponta, (iii) pelo aviso de compra de excedentes por parte da Eletrobrás de energia produzida por cogeneradores, dentre outras ações recentes do setor.

MEDIDAS GOVERNAMENTAIS

Antecipando a perspectiva de a oferta de energia elétrica vir a se tornar obstáculo ao crescimento econômico, o Ministério de Minas e Energia tomou a iniciativa de conduzir um processo de identificação de medidas consideradas fundamentais para o estímulo a investimentos na expansão do parque gerador/transmissor brasileiro, de modo a propiciar um ambiente mais favorável ao rápido ajuste da oferta. Estas medidas têm como foco a eliminação de barreiras que, na atual fase de transição do setor, possam estar comprometendo a atratividade dos novos investimentos

Inserem-se no conjunto de medidas anunciadas pelo MME aquelas que visam criar condições básicas para a celebração de PPAs (Power Purchase Agreements) relativos às expansões de capacidade para o atendimento ao mercado, quais sejam:

- garantia de compra, total ou parcial, pela Eletrobrás da energia gerada por novos projetos;
- prestação de garantia, pela Eletrobrás, dos pagamentos a serem realizados pelas distribuidoras nos PPAs relativos às usinas termoeletricas a gás;
- comprovação e garantias, por parte das concessionárias distribuidoras, de que possuem condições de atendimento, no longo prazo, de seu mercado consumidor cativo;
- explicitação da composição do Valor Normativo (VN)⁴ por parte da ANEEL;
- flexibilização dos percentuais de ponderação do VN para a geração termoeletrica a gás natural, permitindo a absorção de variações do câmbio e do preço do combustível;
- repasse automático de reajustes no custo de geração de energia para as tarifas de suprimento e fornecimento;
- redução do preço médio do gás natural destinado à geração termoeletrica, para US\$ 2,26/MMBTU, em contratos de 20 anos;

Antecipando a perspectiva de a oferta de energia elétrica vir a se tornar obstáculo ao crescimento econômico...

⁴VN – Valor de Referência que estabelece limites para o repasse dos preços de compra de energia elétrica para as tarifas de concessionárias e permissionárias de distribuição.

USINAS TÉRMICAS COM OPERAÇÃO PREVISTA PARA 2003

Região	Térmicas	Potência Média (MW)	Combustível	Consumo de Gás Natural mil m ³ /dia
Sul	UTE Gaúcha (1ª Etapa)	480	Gás Natural	1.920
	UTE REFAP	160	Gás Natural	640
	UTE Catarinense (Joinville-1ª etapa)	300	Gás Natural	1.200
	UTE Araucária	480	Gás Natural	1.920
	UTE Pitanga	20	Gás Natural	80
	UTE Figueira	100	Carvão	–
	UTE REPAR	600	RASF	–
Sudeste	UTE Paulínia/Carioba (1ª Etapa)	720	Gás Natural	2.880
	UTE RPBC (Cubatão)	240	Gás Natural	960
	UTE Santa Branca (1ª Etapa)	480	Gás Natural	1.920
	UTE REDUC (Duque de Caxias)	480	Gás Natural	1.960
	UTE Norte Fluminense	480	Gás Natural	1.920
	UTE Cabiúnas	480	Gás Natural	1.920
	UTE Vitória	480	Gás Natural	1.920
	UTE REGAP (Belo Horizonte)	240	Gás Natural	960
	UTE Cachoeira Dourada	125	Gás Natural	240
Centro-Oeste	UTE REVAP (S.J. dos Campos)	160	RASF	–
	UTE Campo Grande (1ª Etapa)	240	Gás Natural	960
Nordeste	UTE Termobahia	280	Gás Natural	1.120
	UTE Termopernambuco	260	Gás Natural	1.040
	UTE Vale do Açu (RN)	330	Gás Natural	1.320
	UTE Pecém	240	Gás Natural	960
	UTE Sergipe	90	Gás Natural	360
Total Geração no Sistema Interligado S/SE/CO		6.265	–	21.400
Total Geração no Sistema Interligado N/NE		1.200	–	4.800
Total Geração – Brasil		7.465	–	26.200

- conclusão da regulamentação de acesso e transporte de energia, através da revisão da Portaria Aneel nº 459/97, garantindo condições para o livre acesso ao sistema de transmissão e distribuição;
- finalização da regulamentação de compra de energia suplementar de reserva (backup) para os autoprodutores e produtores independentes de energia, e
- disponibilização pela Secretaria de Energia de modelo de PPA, visando facilitar as operações de financiamento.

Com o objetivo de também contribuir para a implantação, em curto prazo, dos projetos de expansão da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro, o BNDES criou o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.

As condições financeiras deste Programa, a seguir descritas, são aplicáveis, exclusivamente, aos projetos pré-identificados como prioritários pelo MME, e estão restritas aos casos de implantação ou ampliação nos segmentos de geração – usinas hidroelétricas (inclusive PCH), termoelétricas (gás natural, carvão e xisto) – de cogeração (gás, carvão, resíduos de petróleo e biomassa) e de transmissão de energia elétrica:

- Custo básico da operação:** TJLP, dólar norte-americano ou cesta de moedas;

- Spread básico:** 2,5% ao ano, reduzido para 1,0% ao ano nos casos de concorrência internacional para aquisição dos equipamentos vencida por fornecedor brasileiro;
- Spread de risco:** até 2,5% ao ano ou negociado com a instituição credenciada, nos casos de operações através de Agente Financeiro;
- Participação:** financiamento de 100% dos gastos locais, limitado a 80% do investimento total;
- Prazo de amortização e carência:** de acordo com a maturação de cada projeto.

Ainda no contexto das medidas ministeriais, alguns projetos de usinas térmicas em condições de entrar em operação até o início de 2003 ganharam caráter prioritário. Estas obras, apresentadas no quadro acima, acrescentarão ao sistema gerador 7.465 MW e representam um investimento de cerca de R\$ 5,0 bilhões.

Equipe Responsável: AI/Geset 1

Edna Maria B. Gama Coutinho – **Gerente**
 Antonio Claret Silva Gomes – **Engenheiro**
 Elíada A. S. Teixeira Faria – **Economista**
 Heloísa Helena de Oliveira Fernandes – **Contadora**
 Internet: <http://www.bndes.gov.br>